

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE
SISTEMAS DE POTENCIA INCLUYENDO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y
GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

**JONATHAN ALEXANDER CAMACHO PERÉZ
JACKELINE DIAZ REINOSO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2019**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE
SISTEMAS DE POTENCIA INCLUYENDO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y
GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

**JONATHAN ALEXANDER CAMACHO PERÉZ
JACKELINE DIAZ REINOSO**

**Proyecto de grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
CARLOS DAVID ZULUAGA, PhD**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2019**

Nota de Aceptación

Jurado

Jurado

Agradecimientos

Primeramente damos gracias a Dios por permitirnos vivir esta experiencia en este establecimiento universitario, agradecemos al Ing. Carlos David Zuluaga director del proyecto de grado por su acompañamiento durante todo este proceso y brindarnos los conocimientos necesarios, y al programa de ingeniería eléctrica por facilitarnos las herramientas y procedimientos fundamentales en la elaboración de este trabajo. También agradecemos a nuestras familias por su comprensión y paciencia durante estos años, gracias a ellos se pudo sacar este proyecto adelante.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS	5
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.2.1.1. DESARROLLAR UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA INCLUYENDO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	5
1.2.2. OBJETIVO ESPECÍFICOS	5
2. ESTADO DEL ARTE	6
3. CONCEPTOS GENERALES	8
3.1. MODELOS DE CARGA	8
3.1.1. MODELO DE CARGA ESTÁTICA.....	8
3.1.2. MODELO DE CARGA DINÁMICA.....	8
3.2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	9
3.3. FLUJO DE CARGA	9
3.4. MÉTODO MONTE CARLO	9
4. VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	10
4.1. MODELO DE CARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	10
4.2. MODELADO DE LA DEMANDA DE CARGA GLOBAL DE PHEVS	11
4.2.1. MODELO PROBABILÍSTICO DE UNA SOLA DEMANDA DE CARGA DE UN PHEV	11
4.2.2. MODELO PROBABILÍSTICO DE MÚLTIPLES DEMANDAS DE CARGA DE UN PHEV.....	15
5. GENERACIÓN DISTRIBUIDA	17
5.1. UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	18
5.1.1. FACTOR DE SENSIBILIDAD DE PÉRDIDAS.	18
5.1.2. ÍNDICE DE DESVIACIÓN DE TENSIÓN	20
5.1.3. ALGORITMO PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS.	20
6. ECUACIONES DE FLUJO DE CARGA CONSIDERANDO EL VE	23
7. GENERACIÓN DE ESCENARIOS	26
8. PASOS DE LA METODOLOGÍA	29
9. DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	30
9.1. CASO BASE	30
9.2. CASO EXPERIMENTAL 1	31
9.3. SELECCIÓN DE LOS NODOS CANDIDATOS PARA UBICAR LOS GENERADORES DE MODO OPTIMO.....	35
9.4. CASO EXPERIMENTAL 2	36
9.5. CASO EXPERIMENTAL 3	38
10. DISCUSIÓN.....	41

	vi
11. CONCLUSIONES.....	43
12. REFERENCIAS	44
APÉNDICE A.....	47
A.1 DATOS GENERALES DEL SISTEMA IEEE 33 NODOS	47
A.2 DATOS GENERALES DEL SISTEMA IEEE 6 NODOS	50
A.3 DATOS GENERALES DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	51

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DE LA DEMANDA DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	31
TABLA 2. MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR PARA LAS PÉRDIDAS TOTALES Y LA TENSIÓN DEL NODO 18, CASO 60 VE.....	33
TABLA 3. MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR PARA LAS PÉRDIDAS TOTALES Y LA TENSIÓN DEL NODO 18, CASO 120 VE.....	34
TABLA 4 M MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR PARA LAS PÉRDIDAS TOTALES Y LA TENSIÓN DEL NODO 18 Y POTENCIA ACTIVA DEL NODO 8, 22 Y 30 CON $\lambda = 60$	37
TABLA 5. MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR PARA LAS PÉRDIDAS TOTALES Y LA TENSIÓN DEL NODO 18 Y POTENCIA ACTIVA DEL NODO 8, 22 Y 30 CON $\lambda = 120$	38
TABLA 6. MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR PARA LAS PÉRDIDAS TOTALES Y LA TENSIÓN DEL NODO 6.....	39
TABLA 7. MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR PARA LAS PÉRDIDAS TOTALES Y LA TENSIÓN DEL NODO 6 CON $\lambda = 120$ VE.....	40
TABLA 8. DATOS DEL GENERADOR.....	47
TABLA 9. DATOS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN.....	48
TABLA 10. DATOS DE LA CARGA.....	49
TABLA 11. DATOS DEL GENERADOR.....	50
TABLA 12. DATOS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN.....	50
TABLA 13. PARAMETROS DEL MODELO DE COLAS.....	51
TABLA 14. LA DEMANDA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO SE TOMA CON BASE AL ESTUDIO REALIZADO EN [2].....	51
TABLA 15. DATOS DE MODELO DE CARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	51

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. EL CONVERTIDOR AC-DC EN LA INTERFAZ DE RED Y EL CONVERTIDOR DC-DC DE UN CARGADOR DE VEHÍCULO ELÉCTRICO. TOMADO DE [8].....	11
FIGURA 2. LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ENTRE DOS NODOS.	18
FIGURA 3. MODELO DE DISTRIBUCIÓN NORMAL.....	26
FIGURA 4. MODELO DE DISTRIBUCIÓN POISSON.....	27
FIGURA 5. TENSIONES NODALES DEL CASO BASE DEL SISTEMA IEEE DE 33 NODOS.....	30
FIGURA 6. MODELADO DE LA DEMANDA PROBABILÍSTICA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO PARA UN PARÁMETRO DE $\lambda = 60$	31
FIGURA 7. MODELADO DE LA DEMANDA PROBABILÍSTICA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO PARA UN PARÁMETRO DE $\lambda = 120$	32
FIGURA 8. TENSIONES NODALES, PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA ACTIVA, HISTOGRAMA DE TENSIÓN DEL NODO 18 DEL CASO BASE CON 60 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA IEEE DE 33 NODOS.....	33
FIGURA 9. TENSIONES NODALES, PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA ACTIVA, HISTOGRAMA DE TENSIÓN DEL NODO 18 DEL CASO BASE CON 120 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA IEEE DE 33 NODOS.....	33
FIGURA 10. SELECCIÓN DE LOS NODOS PARA LA UBICACIÓN DE LOS GENERADORES.....	35
FIGURA 11. TENSIONES NODALES, PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA, HISTOGRAMA DE TENSIÓN DEL NODO 18 CON $\lambda=60$	36
FIGURA 12. POTENCIA ACTIVA GENERADA POR EL GENERADOR 8, 22 Y 30, CON $\lambda=60$	36
FIGURA 13. TENSIONES NODALES, PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA, HISTOGRAMA DE TENSIÓN DEL NODO 18 CON $\lambda=120$	37
FIGURA 14. POTEN POTENCIA ACTIVA GENERADA POR EL GENERADOR 8, 22 Y 30, CON $\lambda=120$	37

FIGURA 15. TENSIONES NODALES, PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA ACTIVA, HISTOGRAMA DE TENSIÓN DEL NODO 6 DEL CASO BASE DEL SISTEMA IEEE DE 6 NODOS.....	39
FIGURA 16. TENSIONES NODALES, PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA, HISTOGRAMA DE TENSIÓN DEL NODO 6 CON $\lambda=120$	39
FIGURA 17. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DE BUS IEEE 33 NODOS.....	47
FIGURA 18. SISTEMA DE TRANSMISION DE BUS IEEE 6 NODOS.....	50

Resumen

Los vehículos con motores de combustión generan altas emisiones de gases contaminantes, en la búsqueda de mitigar los problemas ambientales, se ha producido una penetración considerable en de vehículos eléctricos (VEs). Adicional a esto, los VEs pueden ser usados para carga y descarga, pueden ser un elemento almacenador de energía y se puede ver como una carga virtual. Ofreciendo múltiples ventajas en las redes inteligentes. Sin embargo, su inclusión puede afectar considerablemente la operación de los sistemas de potencia. Además, otro elemento que se debe analizar son las nuevas tecnologías de generación como lo es la generación distribuida (GD), la cual es un medio alternativo para incorporar energía a los sistemas de potencia. En este estudio se propone una metodología que permite analizar la inclusión de GD y VEs en los sistemas de potencia. Esta metodología se aplicó en dos sistemas de prueba: el sistema IEEE de 6 nodos y el sistema de distribución IEEE de 33 nodos. Los resultados muestran que la GD permite reducir las pérdidas en la red y mejora las caídas de tensión producidas por la penetración de los VEs.

1. Introducción

Durante la última década la construcción de vehículos eléctricos (VE) ha incrementado, esto se ha dado por la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y el refuerzo de las políticas ambientales lo que ha motivado a la industria automotriz a cambiar la dirección de los vehículos convencionales de motor de combustión interna (ICEV) a vehículo híbrido eléctrico enchufable (PHVE) [1].

Esta transición conlleva un impacto en el transporte, en la economía general de cada país y la operación de los sistemas de potencia. Por lo que se hace necesaria la implementación de modelos matemáticos, deterministas y probabilísticos [1]. Además de lo anterior, los datos del uso de VE no están disponibles públicamente debido a la preocupación por la privacidad y la baja utilización de éste. Igualmente, si los datos estén disponibles, seguirá habiendo una preocupación sobre cómo utilizar los datos para acceder y mitigar los impactos de las condiciones con diferentes patrones [1].

La inclusión de los VE en los sistemas de potencia genera grandes impactos y retos debido al suministro de la demanda para garantizar su servicio. Esta nueva carga puede llegar a coincidir con la carga máxima global. Por lo tanto, es necesario conocer el comportamiento de la misma con el fin de gestionar la demanda de la carga a medida que aumenta la penetración de los VE [2]. A esto se suma la incorporación de nuevas fuentes de energía renovable (Solar, Eólica, Mareomotriz, Geotérmica, Biomasa), las cuales dependen de factores como: el viento, la luz solar, el agua, compuestos orgánicos, entre otros. En [3] se habla sobre, los estudios previos observan la viabilidad de utilizar un recurso renovable.

Las fuentes de generación no convencionales tienen varios objetivos, entre ellos están la diversificación de la matriz energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera y el compromiso por tener una red eléctrica mucho más sostenible y segura [3].

Por otra parte, hay que tener presente la penetración de la generación distribuida (GD) y VEs en la red, como resultado nos encontramos con una gran cantidad de variables inciertas que afectan el análisis de los sistemas de potencia y hacen obsoleto los métodos determinísticos para realizar dicho análisis [4].

En este proyecto se propuso una metodología para el análisis de sistemas de potencia incluyendo vehículos eléctricos y generación distribuida, es necesario resaltar, que para su implementación se utilizó un software de programación Matlab/ MatPower. En el desarrollo de este trabajo, se modela probabilísticamente la demanda de los vehículos eléctricos. Luego se analiza dos escenarios de prueba, considerando 60 y 120 vehículos eléctricos por estación de carga. Seguidamente se utilizó factores de sensibilidad basado en pérdidas de potencia para la ubicación de la generación distribuida y un método de optimización para el dimensionamiento de esta generación.

Finalmente el proyecto está dividido en varios capítulos, En el capítulo 1 se explica detalladamente el problema y los objetivos propuestos. En el capítulo 2 se expone ideas de trabajos realizados con vehículos eléctricos y generación distribuida. En el capítulo 3 se define conceptos generales, para una mejor comprensión de la metodología. En el capítulo 4 explica el modelo de carga del vehículo eléctrico y la curva de demanda probabilística. En el capítulo 5 se estudia la ubicación y dimensionamiento de la generación distribuida. En el capítulo 6 se formula las ecuaciones de flujo de carga considerando VEs. En el capítulo 7 se menciona sobre el tipo de variables que se usan para la generación de escenarios. En el capítulo 8 se expone el paso a paso de la metodología desarrollada en este documento. En el capítulo 9 y 10 se presentan los resultados sobre sistemas de potencia de prueba. En el capítulo 11 se discute los resultados obtenidos en el desarrollo experimental. Finalmente, se exponen las conclusiones de la propuesta implementada.

1.1. Planteamiento del problema

La red eléctrica es un conjunto de elementos compuestos por líneas de transmisión, elementos de protección, transformadores y otros componentes que nos permite la transferencia de la energía

desde la generación hasta los centros de consumo. Esta red fue diseñada con el fin de suplir una demanda establecida en los comportamientos sociales visto en la época [4]. Con el transcurso del tiempo en los sistemas eléctricos de potencia se han incluido diferentes tecnologías como lo es el vehículo eléctrico (VE), el cual es un elemento clave en las redes inteligente. Este elemento puede ser usado para carga y descarga, puede ser un elemento almacenador de energía y se puede ver como una carga virtual [5]. Sin embargo, su inclusión puede afectar considerablemente la operación de estas redes [1]. Por otro lado, otra tecnología que se ha incluido en gran volumen en los sistemas de potencia es la generación distribuida (GD), la cual es un medio alternativo para generar y vender energía basado en fuentes de energía renovables [3].

El ingreso de estas nuevas tecnologías se ha dado con la ayuda de diversas corrientes políticas que busca realizar aportes significativos para el medio ambiente [6]. A pesar de que diferentes países incentivan la compra de VE con el fin de mitigar los gases contaminantes y ayudar el medio ambiente, en Colombia son pocos los beneficios, y su adquisición se hace de forma voluntaria, su crecimiento en nuestra sociedad es pequeña debido a su elevado costo, poca infraestructura y las dificultades frente a su mantenimiento. Sin embargo, Se está aportando a este desarrollo desde el marco legal en nuestro país (ver Ley 1715 de 2014¹ artículo 11 y la resolución de la CREG 030 de 2018²). Por lo tanto, se espera un incremento en su adquisición con el tiempo [7].

Por ende, la inclusión de la GD y los VE conlleva cambios significativos en la red, en sus variables y en la forma en que se realizan los estudios. Por ello, es necesario buscar nuevas alternativas de modelado y análisis de los sistemas de potencia cuando existe una penetración de los VE y la GD. Por consiguiente, surge la pregunta de investigación: ¿se podrá desarrollar una metodología de análisis de sistemas de potencia considerando VE y la GD?

¹ Artículo 11: “Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de Fnce (Fuentes no convencionales de energía), la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.”[6].

² “Con la nueva resolución de la CREG 030 de 2018 se autoriza la autogeneración a pequeña escala (hasta 1MW) y generación distribuida, la cual define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía principalmente para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado” [8]

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- 1.2.1.1. Desarrollar una metodología para el análisis de sistemas de potencia incluyendo vehículos eléctricos y generación distribuida.

1.2.2. Objetivo específicos

- 1.2.2.1. Realizar un estudio del estado del arte de los modelos de integración de los vehículos eléctricos y generación distribuida en los sistemas de potencia
- 1.2.2.2. Implementar un modelo matemático de la red eléctrica donde se incluya el vehículo eléctrico y la generación distribuida
- 1.2.2.3. Validar el desempeño de la metodología desarrollada ante varios escenarios de energía y usando diferentes sistemas de prueba.

2. Estado del arte

En el transcurso del tiempo, han surgido problemas ambientales, un factor causante es el uso de vehículos con motores de combustión, dado que, son promotores de altas emisiones de gases. Por otro lado, cabe señalar que el petróleo es un recurso finito. Estas son razones por las cuales el uso del VE ha aumentado de manera significativa [1] [2] [9]. En [7] se examina motivos para emplear vehículos eléctricos, entre ellos está, disminución de ruido en la operación, tiempo de carga de la batería, la regeneración de la energía.

Por tal motivo, investigadores y empresas han hecho aportes a la industria automotriz que llevaron a que el VE posea una mayor eficiencia. Entre las contribuciones más sobresalientes fue el estudio de la carga de la batería, creación de puntos de carga, los materiales alternativos para la construcción de baterías, reducción del tiempo de carga del vehículo eléctrico, entre otros aportes [10].

En vista de que en un futuro próximo se integraran millones de vehículos eléctricos a la red, es fundamental estudiar el comportamiento de la carga y el impacto de su conexión en la red. En [2] se propone una metodología para obtener la demanda del vehículo eléctrico, se tiene en cuenta factores como: el estado operativo del vehículo eléctrico, capacidad de la batería, consumo energético, rango diario conducido, y distancia máxima de conducción. En [11] se desarrolla el modelo de carga del vehículo eléctrico el cual se compone de un convertidor dc-dc, este elemento tiene como objetivo mantener la corriente de carga para diferentes estados de carga de la batería y el control de temperatura de la batería. En [11] se estudia el comportamiento de estos elementos y su desarrollo matemático, el cual tiene como objetivo realizar su análisis desde el sistema de potencia mediante un flujo carga.

El ingreso del vehículo eléctrico a la red impacta significativamente en la demanda del sistema [1]. Como resultado de este proceso, se comenzó con la implementación de GD a gran escala basada en fuentes de energía renovable. En [12] se menciona como se puede realizar la planeación óptima de la generación, y cuáles son las variables de decisión a tener en cuenta, como: el tamaño,

la ubicación y el tipo de generación distribuida. La función objetivo puede ser una o varias, tales como: minimización de pérdidas, mejorar perfiles de tensión, criterios económicos o maximización de beneficios. Algunas técnicas utilizadas para dar solución al problema anterior son: las técnicas convencionales y los algoritmos heurísticos.

Dentro de los métodos convencionales, podemos encontrar las siguientes técnicas: método de punto interior, algoritmo de ramificación y acotación, programación secuencial cuadrática, programación lineal mixta, entre otras [28].

Por otro lado están los métodos heurísticos, lo cuales son: algoritmos genéticos, optimización por enjambre de partículas o por colonia de hormigas, entre otros [12].

En contraste con lo anterior, cabe resaltar que la integración de generación distribuida y vehículos eléctricos a la red, trae consigo muchos desafíos para los operadores de red, entre ellos están el desequilibrio de la red de distribución, mantener la calidad de la energía. Cuando se ingresan este tipo de tecnologías a la red, debemos tener en cuenta que son cargas de tipo no lineal, entre ellos están los dispositivos de electrónica de potencia. Este tipo de cargas conectadas a la red generan problemas como armónicos en la red, desbalances de tensión, corrientes de secuencia cero, aumento de las pérdidas en la red, entre otros [13].

Algunas recientes investigaciones mencionan que la generación distribuida en compañía de vehículos eléctricos podría traer algunos beneficios como la reducción de la carga general del sistema [14]. Con ello aumenta la necesidad de administrar escenarios de demanda en la micro red para obtener los máximos beneficios para el operador de red [15]. Sin embargo, estos sistemas poseen incertidumbre, proveniente de la generación distribuida y los VEs, por este motivo se considera el uso de la simulación de Monte Carlo, con el fin de obtener el estado del sistema bajo incertidumbre [14] [15].

3. Conceptos Generales

3.1. Modelos de carga

Los modelos de carga son una representación matemática de los elementos conectados a los nodos del sistema eléctrico, en ellos se busca obtener una relación con la potencia activa y reactiva, tensión y frecuencia. Los modelos más comunes de carga estática y dinámica [16]. A continuación se definirán de forma básica estos dos elementos:

3.1.1. Modelo de carga estática

Se caracterizan por que se puede obtener la potencia activa y reactiva en cualquier instante de tiempo mediante ecuaciones algebraicas dependientes de la tensión y frecuencia. Los modelos más comunes de carga estática son [16]:

- Modelo de carga exponencial.
- Modelo de carga de potencia constante.
- Modelo de carga de corriente constante.
- Modelo de carga de impedancia constante.
- Modelo polinomial o ZIP

3.1.2. Modelo de carga dinámica

El modelo de carga dinámica es aquel que busca la relación entre la potencia activa y reactiva con tensión y frecuencia de la carga por medio de las ecuaciones diferenciales. Algunos ejemplos de cargas dinámicas son los motores síncronos y asíncronos los cuales presentan alto consumo de potencia activa y reactiva, los equipos de calefacción e iluminación que presentan variaciones de tensión y frecuencia, los cuales varían con el tiempo [16].

3.2. Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica en un sistema se define como el consumo de potencia durante un intervalo de tiempo. La determinación de la demanda de energía eléctrica se efectúa mediante un estudio de predicción de la demanda de energía eléctrica, el cual debe tener presente varios factores que influyen en el proceso, por ejemplo, características de la carga (tipo de carga, tiempo de consumo, potencia de consumo), como condiciones climáticas, temporada del año, variables económicas y demográficas [17].

3.3. Flujo de carga

Es una herramienta que se utiliza para analizar el comportamiento de los sistemas de potencia, en el cual se modelan de manera matemática cada uno de los elementos que componen el sistema eléctrico de potencia. Las variables mayor relevancia en el estudio son: tensión, ángulo, potencia activa y potencia reactiva en cada uno de los nodos del sistema [17].

3.4. Método Monte Carlo

El método Monte Carlo es un método numérico que permite resolver problemas matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. Es decir, es una serie de sucesos aleatorios, el cual nos permite conocer el comportamiento de un evento [26].

4. Vehículo Eléctrico

4.1. Modelo de carga del vehículo eléctrico

En el diseño del modelo de carga del vehículo eléctrico se tiene en cuenta la unidad del cargador y la batería, se estudia el comportamiento de estos elementos [18]. En la figura 1, se puede visualizar que el VE está compuesto por dos etapas. La primera etapa consta de un convertidor dc-dc, el cual se utiliza para suministrar la corriente de carga requerida para diferentes condiciones de estado de carga y control de temperatura de la celda de la batería. La segunda etapa está compuesta por un rectificador de tensión de la red con control de factor de potencia [11]. El modelo de la carga del vehículo eléctrico sigue el comportamiento de una carga exponencial, es decir,

$$\frac{P}{P_o} = a \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha + b \quad (1)$$

$$Q = P \tan \theta \quad (2)$$

Donde cada parámetro son características del vehículo eléctrico y representan:

P_o : Potencia consumida a una tensión de referencia V_o

V_o : Tensión de referencia.

α : Tipo de variación que se da entre la potencia y la tensión del vehículo eléctrico

a : Tasa de variación de la tensión.

b : Tasa de variación de la potencia.

θ : Factor de potencia de la carga.

El modelado presentado en [11] puede ver como una combinación de potencia constante y un modelo de carga exponencial con α negativo. A partir de este modelo, se interesó en estudiar el impacto en las redes actuales e indagar en la estabilidad de tensión en los vehículos eléctricos [11] [18].

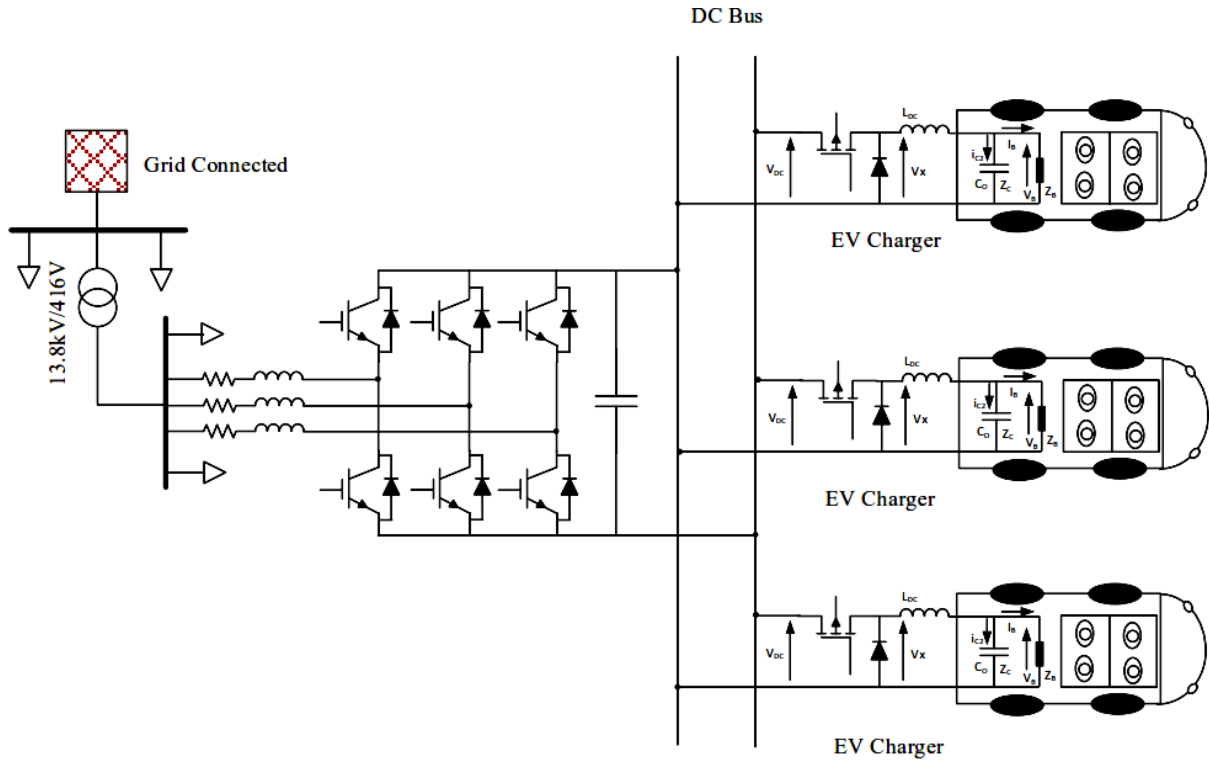


Figura 1. El convertidor ac-dc en la interfaz de red y el convertidor dc-dc de un cargador de vehículo eléctrico. Tomado de [11].

4.2. Modelado de la demanda de carga global de PHEVS

4.2.1. Modelo probabilístico de una sola demanda de carga de un PHEV

Inicialmente se desarrolla el modelo probabilístico de una sola demanda de carga de un PHEV, el cual se va describir a continuación:

Primer paso, Se describe el estado operativo de un PHVE, el cual esta denotado por un parámetro clave:

$$K_{EV} = \frac{E_{BAT}}{E_{ENG} + E_{BAT}} \quad (3)$$

Donde, el parámetro K_{EV} es el estado operativo de un PHVE, E_{BAT} es la energía suministrada al vehículo eléctrico por batería y el parámetro E_{ENG} es la energía total ingresada durante un periodo de tiempo determinado al vehículo eléctrico [2] [14].

Cabe destacar que el parámetro K_{EV} trabaja en un intervalo de (0,1), si $K_{EV} = 0$ significa que el vehículo es puramente eléctrico y que es impulsado por batería, pero si $K_{EV} \neq 0$ significa que el vehículo es híbrido, lo que quiere decir, que el vehículo está equipado con un motor de combustión interna, un motor eléctrico, un sistema de almacenamiento de batería y un medio para recargar el sistema de batería desde una fuente de electricidad externa [2] [14].

Segundo pasó, para un PHVE se debe tener en cuenta la capacidad total de la batería, y para ello se debe considerar el estado operativo del VE k_{EV} y la capacidad de la batería C_{BAT} se correlaciona y se modelan como una distribución normal bivariada [2] [14],

$$\begin{bmatrix} K_{EV} \\ C_{BAT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_{KEV} \\ \mu_{CBAT} \end{bmatrix} + L \begin{bmatrix} N1 \\ N2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Donde μ_{KEV} y μ_{CBAT} son las medias para el estado operativo del VE y la capacidad de la batería, L es la matriz de covarianza triangular inferior, para ello se aplica el método de descomposición por CHOLESKY [2] [14]. $N1$ y $N2$ son dos variables normales estándar independientes. La matriz de covarianza para este caso, está dada por,

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{KEV}^2 & \rho \sigma_{KEV} \sigma_{CBAT} \\ \rho \sigma_{KEV} \sigma_{CBAT} & \sigma_{CBAT}^2 \end{bmatrix} \quad (5)$$

Donde ρ es el coeficiente de correlación, y σ_{KEV} , σ_{CBAT} , μ_{KEV} , μ_{CBAT} se toman de la siguiente manera:

$$\mu_{KEV} = \frac{K_{EVmin} + K_{EVmax}}{2} \quad (6)$$

$$\mu_{CBAT} = \frac{C_{BATmin} + C_{BATmax}}{2} \quad (7)$$

$$\sigma_{KEV} = \frac{K_{EV\max} - K_{EV\min}}{4} \quad (8)$$

$$\sigma_{CBAT} = \frac{C_{BAT\max} - C_{BAT\min}}{4} \quad (9)$$

Donde μ_{CBAT} y μ_{KEV} es la media, σ_{KEV} y σ_{CBAT} es la desviación estándar [2] [14].

Para el cálculo de los vectores normales ($N1$, $N2$), se utiliza el método de Box-Muller el cual se enfoca en la generación de números aleatorios independientes con distribución normal estándar [2] [14], es decir,

$$N = \sqrt{-2\ln(U_1)} \cos(2\pi U_2) \quad (10)$$

Donde U_1 y U_2 son dos variables aleatorias independientes uniformemente distribuidas en un rango de (0,1) [2] [14].

Tercer paso, se calcula el rendimiento de un PHEV, el cual puede evaluarse por su consumo de energía por kilómetro recorrido:

$$E_m = A_E (K_{EV})^{B_E} \quad (11)$$

Donde A_E y B_E son dos coeficientes constantes que dependen del tipo de PHEV [2] [14].

Cuarto paso, se debe tener presente los patrones de conducción del PHEV, el cual tiende a seguir una distribución Log-Normal [2] [14],

$$M_D = e^{\mu_m + \sigma_m z} \quad (12)$$

$$\mu_m = \ln \left(\frac{\mu_{md}^2}{\sqrt{\mu_{md}^2 + \sigma_{md}^2}} \right) \quad (13)$$

$$\sigma_m = \sqrt{\ln \left(1 + \frac{\sigma_{md}^2}{\mu_{md}^2} \right)} \quad (14)$$

Donde z es el parámetro estándar Gaussiano, μ_m y σ_m es la media y la desviación estándar y M_D es el rango diario conducido [2] [14].

Quinto paso, se tiene en cuenta la energía de recarga diaria de un PHEV denotado como D_E :

$$D_E = \begin{cases} C_{BAT} & M_D > M_E \\ M_D E_m & M_D < M_E \end{cases} \quad (15)$$

$$M_E = \frac{C_{BAT}}{E_m} \quad (16)$$

Donde M_E es la distancia máxima de conducción de un PHEV [2] [14].

Sexto paso, se considera la duración de la carga, este parámetro depende de la velocidad de la carga (lenta, media, larga) y la capacidad de la batería, para obtener la hora de llegada y salida de manera probabilística, se debe tener los patrones de conducción y con ello se obtiene el tiempo de duración de la carga [14],

$$\tau_{ar} = \mu_{ar} + \sigma_{ar} RV_1 \quad (17)$$

$$\tau_d = \mu_d + \sigma_d RV_2 \quad (18)$$

$$\tau_{duracion} = \tau_d - \tau_{ar} \quad (19)$$

Donde, RV_1 y RV_2 representan dos variables aleatorias normalmente distribuidas.

4.2.2. Modelo probabilístico de múltiples demandas de carga de un PHEV

Para múltiples demandas, se emplea la teoría de colas. Para el estudio de la carga del VE se tiene en cuenta dos escenarios: se considera el suministro de energía a varios PHEVs en una única estación de carga y el otro en una comunidad residencial. En este método se tiene en cuenta características como el tiempo de llegada entre clientes, tiempo de servicio y el número máximo de clientes que se atienden al mismo tiempo [2].

Empleando la teoría de colas, el número de PHVEs en una estación de carga sigue una distribución discreta, es decir,

$$P_n = \begin{cases} \left(\sum_{i=0}^{c-1} \frac{(c\rho)^i}{i!} + \frac{(c\rho)^c}{c!} * \frac{1}{1-\rho} \right)^{-1} & n = 0 \\ \frac{(c\rho)^n}{n!} * P_0 & n = 1, 2, \dots, c \end{cases} \quad (20)$$

$$\rho = \frac{T_\mu}{CT_\lambda} \quad (21)$$

Donde C es el número máximo de clientes, ρ es la tasa de ocupación por servidor, primera M es el tiempo de llegada entre los clientes que siguen la distribución exponencial con media T_λ , Segunda M es el tiempo de servicio de un cliente para un cliente que sigue la distribución exponencial con media T_μ .

Para el análisis de la penetración de PHVEs en una comunidad residencial, también se emplea teoría de colas donde se observa que se ajusta a una distribución discreta,

$$P_n = \begin{cases} \left(\sum_{i=0}^c \binom{N_{max}}{i} (c\rho)^i + \sum_{i=c+1}^k \frac{(N_{max}!)(c\rho)^i}{(N_{max}-i)!c!} \right)^{-1} & n = 0 \\ \frac{(c\rho)^n}{n!} * P_0 & n = 1, 2, \dots, c \end{cases} \quad (22)$$

Donde k es el número máximo de clientes atendidos o en espera; y N_{\max} es el número máximo de clientes posibles a ser atendidos.

Para calcular la corriente promedio de un PHVE, se realiza de la siguiente manera:

$$I = \min\left(\frac{D_E}{VT}, I_{MAX}\right) \quad (23)$$

$$T = -T_\mu \ln(U) \quad (24)$$

Donde T es el tiempo servicio para cargar el PHVE, U es una variable distribuida uniformemente en $(0, 1)$, I_{MAX} es la corriente carga máxima, V es la tensión de carga.

Finalmente, para todos los PHEV que se cargan en una estación de carga EV o en una comunidad residencial, su demanda de carga total P es:

$$P = \sum_{i=1}^n V * I_i \quad (25)$$

5. Generación distribuida

En [19], se define la generación distribuida de dos maneras, según DPCA (Distribution Power Coalition of America) como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor. Por otro lado, la IEA (International Energy Agency) como la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y se asocia a tecnologías como los motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica. Algunos factores que afectan la definición son: tecnologías empleadas, límites de potencia, conexión a la red, entre otros.

El uso de generación distribuida trae consigo algunos beneficios, tales como, la reducción de las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como en las de transporte y esto, aumenta la capacidad de transmisión en la red eléctrica y mejora los perfiles de tensión, también, ayuda en la demanda de la red, en las horas de mayor consumo. Finalmente, en términos de soluciones ambientales, reduce la emisión de contaminantes a la atmosfera.

En particular se resaltan dos recursos energéticos utilizados para fuentes de generación no convenciones, los cuales son: el viento y la luz solar, a continuación se va a mencionar algunas características de cada recurso:

Para determinar el recurso eólico en un lugar es necesario realizar las siguientes mediciones: presión atmosférica, temperatura del lugar, altura sobre el nivel del mar y por supuesto velocidad del viento, entre otros. Obteniendo estos datos, se puede encontrar la velocidad media, que nos indicara si en esta área es viable la ubicación de un generador, y con los datos adquiridos por la distribución Weibull y la rosa de los vientos podemos determinar qué tipo de generador es adecuado [15].

El recurso solar tiene en cuenta varias características como las condiciones ambientales, la hora del día, el mes, la estación, y la orientación de los rayos solares. Según el artículo [20], la

radiación solar se puede modelar como una función de distribución beta, la potencia de la salida de las celdas solares está relacionada con la radiación solar.

5.1. Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida

Para la ubicación de la generación distribuida, se utiliza el método de factores de sensibilidad basado en pérdidas de potencia. Para su dimensionamiento se utiliza el método de optimización de enjambre de partículas (PSO) [21].

5.1.1. Factor de sensibilidad de pérdidas.

Se establece una metodología para la selección de nodos, donde se va conectar la generación distribuida haciendo uso de los factores de sensibilidad basado en pérdidas de potencia, esto nos permite reducir el espacio solución.

Para explicar los factores de sensibilidad, se considera una línea de distribución conectada entre dos nodos, la pérdida de potencia activa en una línea viene dado por:

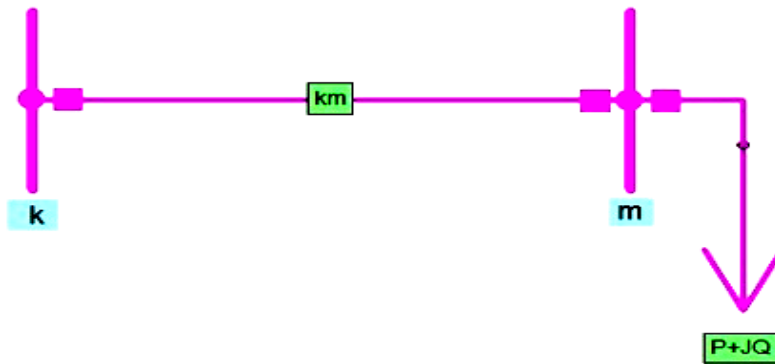


Figura 2. Línea de distribución entre dos nodos.

Donde:

k: Nodo Envío

m: Nodo Receptor

$$P_{line\,loss} [m] = I_{km}^2 R_{km} \quad (26)$$

$$P_{line\,loss} [m] = \left(\frac{P_m + Q_m}{V_m} \right)^2 R_{km} \quad (27)$$

De la misma manera se obtiene la potencia reactiva:

$$Q_{line\,loss} [m] = \left(\frac{P_m + Q_m}{V_m} \right)^2 X_{km} \quad (28)$$

Donde:

I_{km} : Corriente de la rama k.

R_{km} : Resistencia de la rama k.

X_{km} : Reactancia de la rama k.

V_m : Tensión nodal

P_m : Potencia activa consumida por la carga.

Q_m : Potencia reactiva consumida por la carga.

$P_{Line\,loss} [m]$: Pérdidas de potencia activa por la línea de transmisión.

$Q_{Line\,loss} [m]$: Pérdidas de potencia reactiva por la línea de transmisión.

Para obtener los factores de sensibilidad, se obtiene la derivada de las pérdidas de potencia activa y reactiva, como se muestra a continuación:

$$\frac{\partial P_{line\,loss} [B]}{\partial Q_k} = \left(\frac{2 * Q_k [B]}{V[B]^2} \right) R[k] \quad (29)$$

$$\frac{\partial Q_{line\,loss} [B]}{\partial Q_k} = \left(\frac{2 * Q_k [B]}{V[B]^2} \right) X[k] \quad (30)$$

Los factores de sensibilidad $\frac{\partial P_{line loss} [B]}{\partial Q_k}$ se calculan a partir de los flujos de potencia activa en las líneas de la red de distribución del caso base, con este dato se procede a buscar los nodos candidatos, estos datos se organizan de mayor a menor, esto se realiza con el objetivo de reducir el espacio solución.

5.1.2. Índice de desviación de tensión

Por otro lado, el índice de desviación puede ser usado como herramienta en la ubicación de la generación distribuida. Este índice se define como la medida de cuánto se desvía el voltaje en el nodo i con respecto al voltaje nominal del sistema, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$VDI = \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_{nom} - V_i}{V_{nom}} \right)^2 \quad (31)$$

Donde,

V_{nom} : Es el voltaje nominal de la subestación.

V_i : Es la tensión de cada uno de los nodos del sistema.

5.1.3. Algoritmo para la minimización de pérdidas.

En esta sección se describe una serie de pasos para el dimensionamiento de las fuentes de generación renovable, el cual está basado en: (a) la identificación de los nodos candidatos y (b) la implementación del método de optimización basado en enjambres de partículas (PSO).

- Paso 1. Ejecute el flujo de carga de distribución del caso base y determine la pérdida de potencia activa.
- Paso 2. Identifique los nodos candidatos para la ubicación de la generación distribuida utilizando factores de sensibilidad a la pérdida.
- Paso 3. Genere aleatoriamente n número de partículas, donde cada partícula se representa:

$$[i] = \{QC_1, QC_2, \dots, QC_j\}$$

Donde,

j: representa el número de nodos candidatos.

Paso 4. Genere las velocidades de las partículas ($v[i]$) entre $-V_{max}$ y V_{max} .

Donde,

$$V_{max} = \frac{Cap_{max} - Cap_{min}}{N} \quad (32)$$

Capmax: capacidad máxima del condensador [kvar]

Capmin: capacidad mínima del capacitor [kvar]

N: número de pasos para mover la partícula desde un puesto al otro.

Paso 5. Establezca el recuento de iteraciones.

Paso 6. Ejecute los flujos de carga colocando una partícula i en el nodo candidato para la compensación de potencia reactiva y almacene la pérdida de potencia activa.

Paso 7. Evalúe el valor de aptitud (pérdida de potencia base) de la partícula i y compárelo con el valor de mejor partícula anterior (pbest). Si el valor de aptitud actual es mayor que su valor de pbest, entonces asigne el valor de pbest al valor actual.

Paso 8. Determine el valor máximo global actual mejor (gbest) entre los valores individuales mejores (pbest) de las partículas.

Paso 9. Compare la posición global con la posición global anterior. Si la posición global actual es mayor que la anterior, establezca la posición global en la posición global actual.

Paso 10. Actualice las velocidades usando:

$$v[i][j] = K * (w * v[i][j] + C1 * rand1 * (pbestparticle[i][j] - particle[i][j]) + C2 * rand2 * (gbestparticle[j] - particle[i][j])) \quad (33)$$

Dónde,

partícle[i]: Posición del individuo i

pbestparticle[i]: mejor posición del individuo i

gbestparticle[j]: mejor posición entre el enjambre

v[i]: velocidad si el individuo i

Paso 11. Si la velocidad $v[i][j]$ viola sus límites ($-V_{max}$, V_{max}), configúrela en sus límites adecuados

Paso 12. Actualice la posición de la partícula agregando la velocidad ($v[i][j]$) a ella.

Paso 13. Ahora ejecute el flujo de carga y determine la pérdida de potencia activa (pl) con la partícula actualizada.

Paso 14. repita del paso 7 al paso 9

Paso 15. Repita el mismo procedimiento para cada partícula de los pasos del 6 al 13.

Paso 16. Repita los pasos del 6 al 13 hasta que se cumplan los criterios de terminación.

6. Ecuaciones de flujo de carga considerando el VE

El principal objetivo de las ecuaciones de flujo de carga, es el estudio del comportamiento del sistema eléctrico de potencia. Para cada nodo del sistema es posible contar con cuatro variables características: tensión, ángulo, potencia activa y potencia reactiva, las cuales permiten representar el equilibrio nodal y global del sistema. El método solución empleado en este documento es el Newton Raphson [17].

Las variables asociadas a cada nodo es la potencia activa y reactiva generada, potencia activa y reactiva demanda, tensión y ángulo. En el método se debe tener en cuenta los límites de tensión y límites de potencia por generación [17].

El modelo empleado es:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (34)$$

Los elementos empleados fuera de la diagonal son:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (35)$$

$$V_m \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (36)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (37)$$

$$V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (38)$$

Los elementos de la diagonal son:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (39)$$

$$V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = P_k + G_{kk} V_k^2 \quad (40)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = P_k - G_{kk} V_k^2 \quad (41)$$

$$V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (42)$$

Donde:

P_k : Potencia activa en el nodo k.

Q_k : Potencia reactiva en el nodo k.

θ_m : Angulo de tensión en el nodo m.

θ_{km} : Diferencia angular de la tensión en el nodo k y m.

V_k, V_m : Tensiones nodales.

G_{km} : Conductancia de la línea km.

B_{km} : Susceptancia de la línea km.

G_{kk} : Conductancia propias conectadas al nodo k.

B_{kk} : Susceptancia propias conectadas al nodo k.

Las ecuaciones empleadas en el método solución que incluyen el modelo del vehículo eléctrico son las siguientes:

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 2G_{kk}V_k - a\alpha P_0 \left(\frac{V_k}{V_0}\right)^{-\alpha-1} + \sum_{j \neq i} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (43)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -2B_{kk}V_k - a\alpha P_0 \left(\frac{V_k}{V_0}\right)^{-\alpha-1} * \tan(\cos^{-1} \varphi) + \sum_{j \neq i} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (44)$$

Donde:

P_o : Potencia consumida a una tensión de referencia V_o

V_o : Tensión de referencia.

α : Tipo de variación que se da entre la potencia y la tensión del vehículo eléctrico

a: Tasa de variación de la tensión.

b: Tasa de variación de la potencia.

θ : Factor de potencia de la carga.

7. Generación de escenarios

Para la generación de escenarios es necesario tener claro las variables de interés, para nuestro caso es la potencia demandada. A cada potencia se le asocia una función de probabilidad, la cual depende del comportamiento del sistema eléctrico de potencia, que puede ser de tipo gaussiano o no gaussiano [22, 29]. En este estudio se asume que las cargas presentes en el sistema de prueba seguirá una distribución normal (ver Ecuación 43 y Figura 3). Por otro lado, se usa la distribución de Poisson (ver Ecuación 46 y Figura 4) para establecer el número de vehículos eléctricos introducidos a la red.

A partir de la Ecuación 43, se puede establecer matemáticamente el comportamiento de una variable aleatoria Gaussiana x .

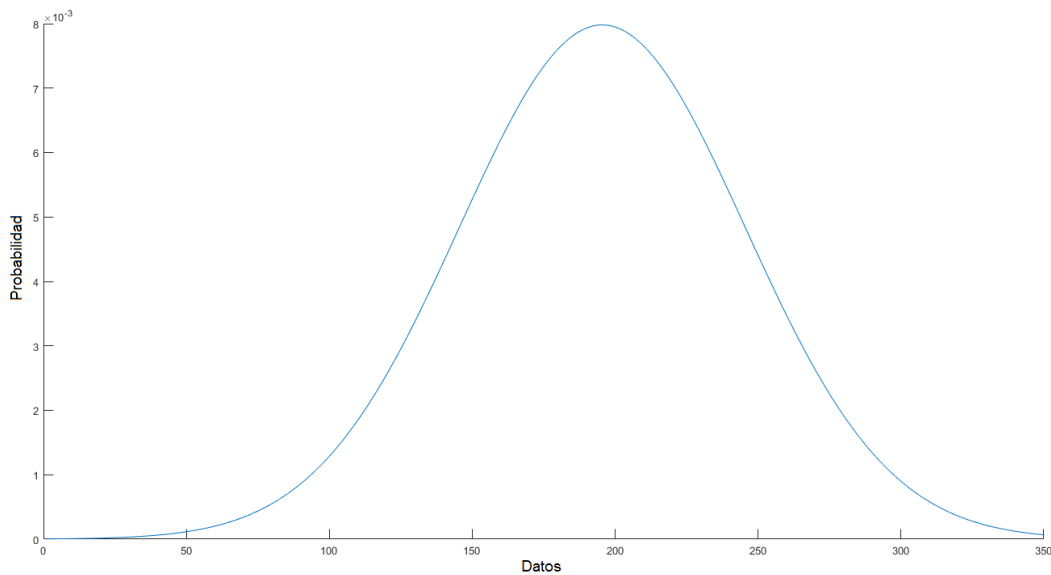


Figura 3. Modelo de distribución normal

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (45)$$

Donde μ es la media y σ es la desviación estándar. Estos parámetros son fundamentales para modelar la función y se obtiene de la siguiente manera:

$$\mu = \frac{\sum_{n=1}^N x_n}{N} \quad (46)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (x_n - \mu)^2}{N}} \quad (47)$$

Donde N es el número de muestras que se tiene. Esta función es muy empleada en el análisis de flujos de carga probabilísticos.

Por otra parte, se hace referencia a la función de distribución de Poisson, en la Figura 4 a se observa su comportamiento:

$$p(x) = \frac{(e^{-\lambda})(\lambda^x)}{x!} \quad (48)$$

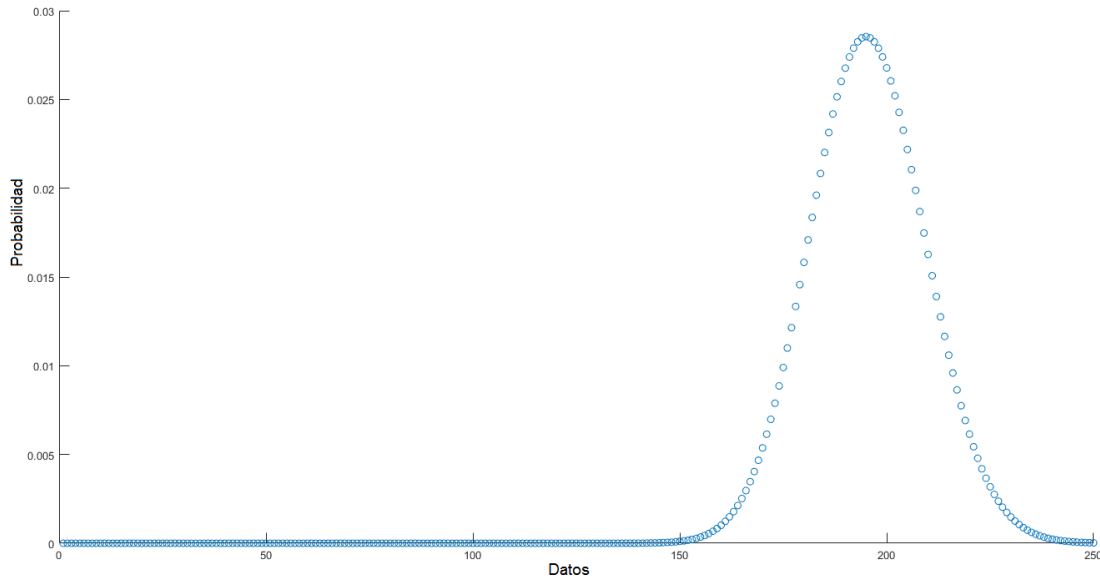


Figura 4. Modelo de distribución de Poisson

Donde λ es el promedio con que ocurre un evento.

Luego de caracterizar a cada una de las variables aleatorias por medio de distribuciones de probabilidad, se generan números aleatorios (muestras) para cada variable aleatoria. Seguidamente, se realiza una simulación que consiste en solucionar repetidamente el problema asociado al sistema para cada muestra. Finalmente, se analiza, mediante histogramas, las variables de salida asociadas al problema en estudio [26].

8. Pasos de la metodología

La metodología propuesta se basa en: (a) el modelado probabilístico de la demanda del vehículo eléctrico, (b) la selección de los nodos para la ubicación de los generadores distribuidos y (c) la implementación de un método de optimización. A continuación, se describe el paso a paso:

- Paso 1. Se selecciona un sistema de prueba.
- Paso 2. Se corre un flujo de carga convencional, con el objetivo de conocer el estado actual de la red.
- Paso 3. Se considera los nodos para la carga del vehículo eléctrico.
- Paso 4. Se modela la demanda del vehículo eléctrico, según el numeral 4.2. Se selecciona el tipo de demanda (Residencial o Comercial).
- Paso 5. Se corre un flujo de carga, según la cantidad de escenarios de prueba, en cada escenario se considera una cantidad de vehículos eléctricos que va a ingresar por cada estación, y con ello se conoce el estado actual de la red.
- Paso 6. Se selecciona los nodos para la ubicación de generación distribuida, con base al punto 5 y se usa el modelo del numeral 5.1.1
- Paso 7. Se utiliza un método de optimización, en este caso, enjambre de partículas, con los nodos candidatos encontrados en el paso 6, su función objetivo fue: las pérdidas de la red, con este se obtiene cuanto debe generar cada generador, se sigue el paso a paso del numeral 5.3.3

9. Desarrollo experimental

El modelo matemático presentado en los capítulos anteriores, ha sido evaluado sobre el sistema de prueba IEEE de 33 nodos ilustrado en la Figura 17. El sistema está compuesto por 33 nodos y 37 líneas existentes, 32 cargas y un generador conectado al nodo 1.

Los parámetros que describen las características físicas y de operación de este sistema están en el apéndice A.1 en las tablas 8, 9, 10.

9.1. Caso base

En este caso base, se usa el sistema de prueba IEEE de 33 nodos. En la figura 5 se presenta de manera gráfica las tensiones nodales del sistema:

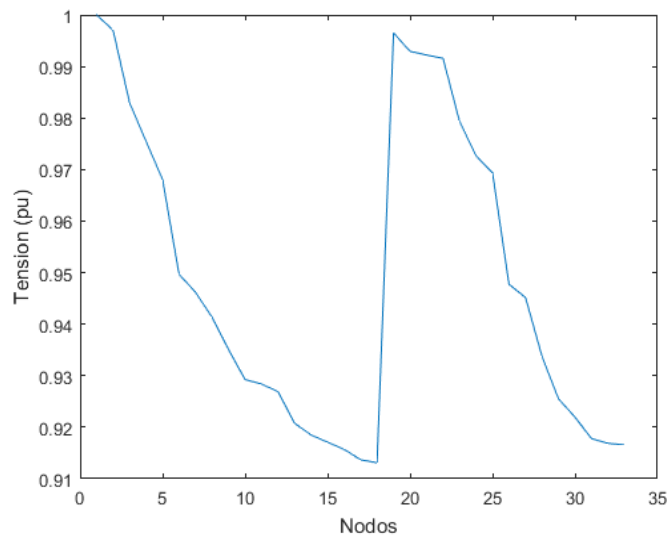


Figura 5. Tensiones nodales del caso base del sistema IEEE de 33 nodos.

Para conocer el estado actual de la red, se corre un flujo carga convencional³ implementado en Matlab. Las pérdidas del caso base son de 0.0084 pu.

³ El método solución al problema flujo de carga fue el Newton Raphson, para mayor información ver el capítulo 6.

9.2. Caso experimental 1

En esta sección, se usa el sistema de prueba IEEE de 33 nodos, se considera el ingreso de vehículos eléctricos a la red.

Se sigue la metodología de modelamiento de demanda probabilística mencionada en el capítulo 4 sección 4.2. Los vehículos eléctricos se conectaron en los nodos 3, 7, 14 y 22. Los datos para modelar la demanda del VE se encuentran en el apéndice A.3.

Para determinar el número de vehículos por estación, se utiliza la función de Poisson truncada, se toma un parámetro λ igual a 60 y 120. En la figura 6 y figura 7 se presenta la demanda de los vehículos eléctricos:

Datos de la Demanda de los Vehículos Eléctricos para diferentes valores de λ		
parámetro λ	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
60	0,3689	0,02543
120	0,7377	0,03624

Tabla 1. Media y desviación estándar de la demanda de los vehículos eléctricos.

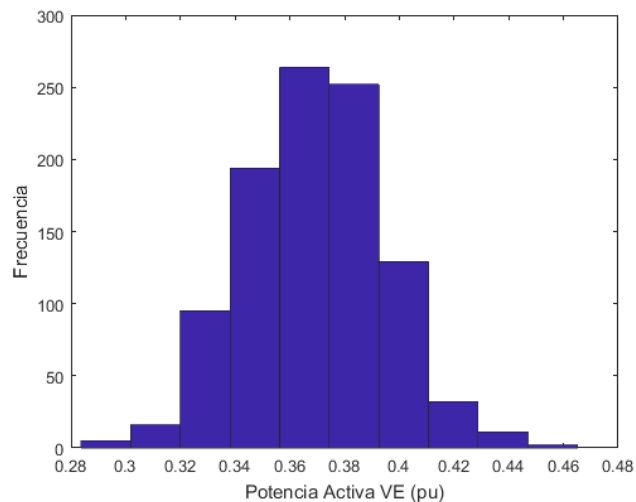


Figura 6. Modelado de la demanda probabilística del vehículo eléctrico para un parámetro de $\lambda = 60$.

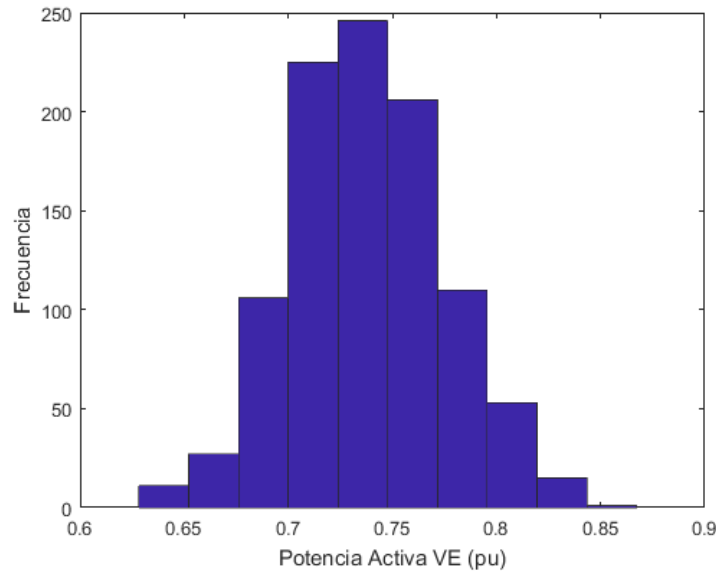


Figura 7. Modelado de la demanda probabilística del vehículo eléctrico para un parámetro de $\lambda = 120$.

Para la implementación de esta metodología se utilizó un software de programación Matlab. Se consideró un vehículo eléctrico de clase 1 (ver Apéndice A tabla 14), se analizó las siguientes características: el estado operativo, tiempo de carga, patrones de conducción y energía de la batería. Para este estudio se realizó una simulación de Monte Carlo, con 1000 repeticiones. En la figura 4 y figura 5 se observa el histograma y en la tabla 1 se puede observar la media y desviación estándar de la demanda de los vehículos eléctricos.

A continuación, se muestra de manera gráfica las tensiones que se presentan en cada uno de los nodos y pérdidas totales del sistema, se estima varias situaciones en el sistema de potencia donde cada carga eléctrica está representada por una función de probabilidad gaussiana y el vehículo eléctrico esta modelado de manera probabilística. En las figuras 8 y 9, se estima dos escenarios, el primer escenario está compuesto por 60 vehículos eléctricos por estación de carga y el segundo escenario está compuesto por 120 vehículos eléctricos por estación de carga.

- Primer escenario con 60 vehículos eléctricos en cada estación de carga:

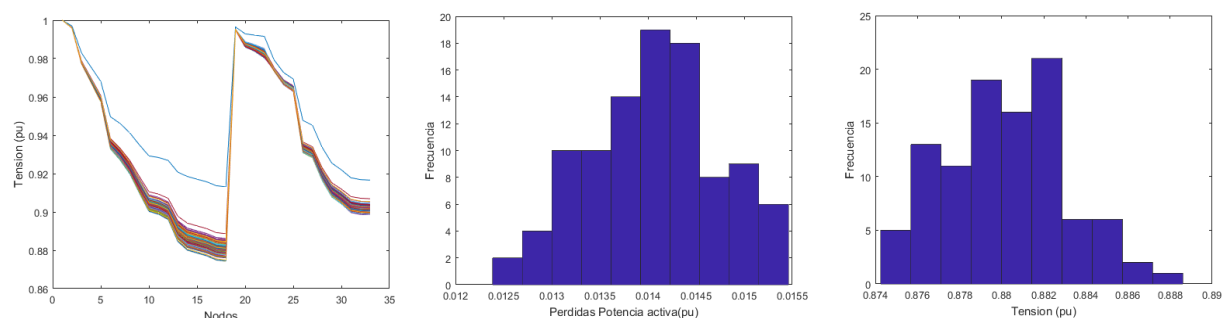


Figura 8. Tensiones nodales, pérdidas totales de potencia activa, histograma de tensión del nodo 18 del caso base con 60 vehículos eléctricos del sistema IEEE de 33 nodos.

Características del caso experimental 1, para 60 VE por estación de carga		
Dato analizado	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
Pérdidas totales	0,01419	0,00064
Tensión nodo 18	0,88015	0,00289

Tabla 2. Media y desviación estándar para las pérdidas totales y la tensión del nodo 18, caso 60 VE.

- Segundo escenario con 120 vehículos eléctricos en cada estación de carga

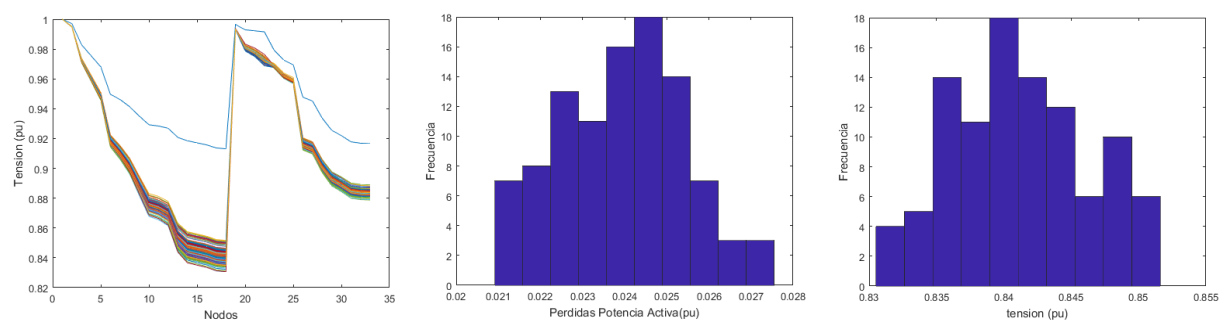


Figura 9. Tensiones nodales, pérdidas totales de potencia activa, histograma de tensión del nodo 18 del caso base con 120 vehículos eléctricos del sistema IEEE de 33 nodos.

Características del caso experimental 1, para 120 VE por estación de carga		
Dato analizado	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
Pérdidas totales	0,02386	0,00152
Tensión Nodo 18	0,84115	0,00498

Tabla 3. Media y desviación estándar para las pérdidas totales y la tensión del nodo 18, caso 120 VE.

En la figura 8 y figura 9, se muestra que, al ingresar los vehículos eléctricos al sistema, se presenta una caída de tensión. La línea azul representa las tensiones nodales del caso base y las otras líneas de colores representan las tensiones nodales cuando se conectan los vehículos eléctricos a la red. Se genera varios escenarios con el objetivo de estimar el comportamiento del sistema, dado que existe una variabilidad probabilística generada por las cargas y los vehículos eléctricos.

Hay que mencionar, además, que el nodo que presenta mayor caída de tensión es el 18, en la figura 8 y figura 9 se puede apreciar un histograma de tensiones, y en la las tabla 2 y tabla 3 se muestra la media y desviación estándar.

En la figura 8 y figura 9, se visualiza que las pérdidas totales de potencia activa aumentan en el sistema, debido a la penetración de los vehículos eléctricos, como se puede apreciar en la tabla 2 y tabla 3 y el caso base.

La conexión de vehículos eléctricos a la red eléctrica, ha traído una serie de problemas entre ellos está el aumento de la demanda, problemas de tensión, aumento de las perdidas en la línea de transmisión, posibles sobrecargas en las líneas de transmisión y transformadores [18].

9.3. Selección de los nodos candidatos para ubicar los generadores de modo óptimo

Para la selección de los nodos candidatos se utilizó la metodología descrita en el capítulo 5 sección 5.1.1, por medio del factor de sensibilidad basado en pérdidas de potencia se halló los posibles nodos en los que se puede conectar los generadores distribuidos a la red.

Se realizó una simulación con 1000 repeticiones, con el objetivo de conocer el comportamiento de los nodos candidatos frente a la incertidumbre presente en el sistema. En la Figura 10 se muestra los tres nodos con mayor sensibilidad.

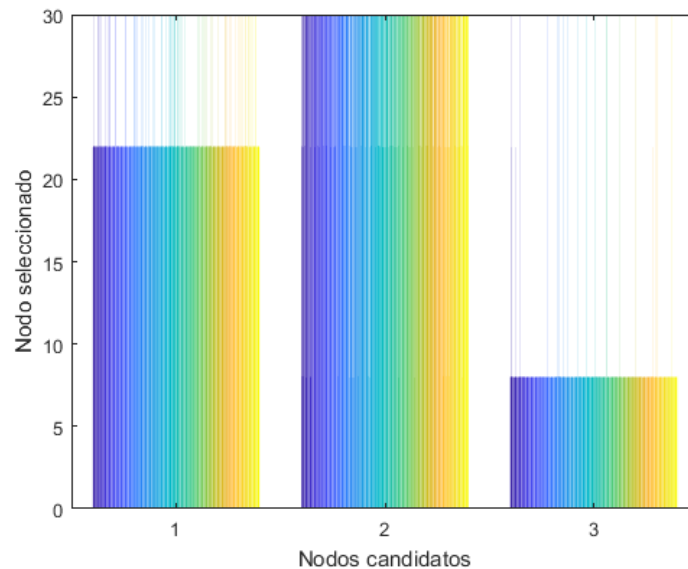


Figura 10. Selección de los nodos para la ubicación de los generadores.

En la figura 10, se puede visualizar los nodos candidatos para el ingreso de generación distribuida. Estos nodos fueron: el nodo 22, 30 y el nodo 8. Lo anterior se realizó con el fin de reducir el espacio solución y tener en cuenta los nodos con mayor sensibilidad. Luego se usa el PSO para el dimensionamiento de la generación distribuida.

9.4. Caso experimental 2

En este caso, se usa el sistema de prueba IEEE de 33 nodos con modificaciones, es decir, con vehículos eléctricos y generadores distribuidos (ver capítulo 5, sección 5.1.3).

Para este experimento se asume que generación distribuida puede ser energía renovable constante, sin embargo es necesario incluir esta variabilidad en el estudio. En los nodos candidatos (8, 22 y 30) se consideró que los generadores tendrán factores de potencia de 0.95, 0.97 y 0.9, respectivamente [23]. En la figura 11 y figura 13, se presentan las tensiones en cada uno de los nodos en donde se presenta la generación distribuida, y las pérdidas totales del sistema, con los escenarios mencionados anteriormente, es decir, asumiendo λ de 60 y 120.

- Primer escenario con 60 vehículos eléctricos en cada estación de carga.

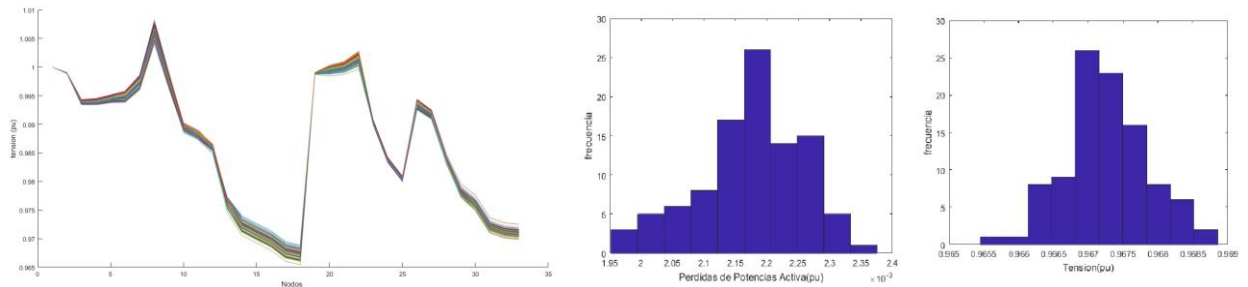


Figura 11. Tensiones nodales, pérdidas totales del sistema, histograma de tensión del nodo 18 con $\lambda=60$.

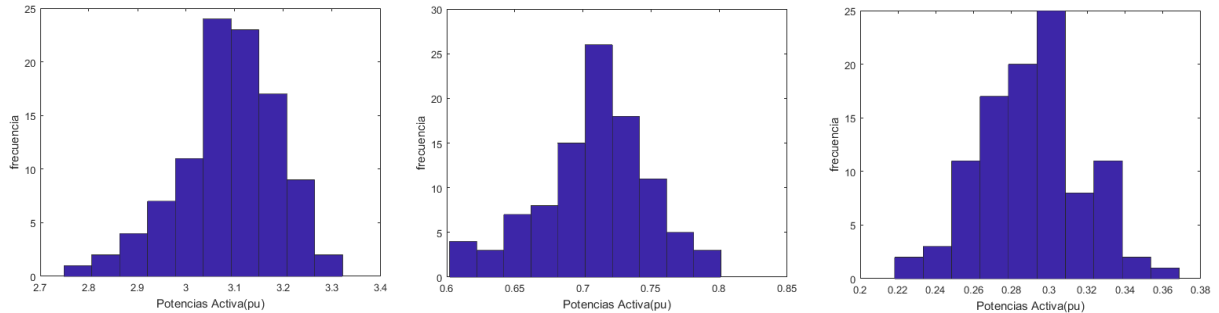


Figura 12. Potencia activa generada por el generador 8, 22 y 30, con $\lambda=60$.

Características del caso experimental 2, para 60 VE por estación de carga		
Datos analizado	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
Tensión nodo 18	0,96725	0,00061
Pérdidas totales	0,00217	0,00008
Potencia activa en el nodo 8	3,08426	0,10032
Potencia activa en el nodo 22	0,70807	0,04056
Potencia activa en el nodo 30	0,29068	0,02778

Tabla 4. Media y desviación estándar para las pérdidas totales y la tensión del nodo 18 y potencia activa del nodo 8, 22 y 30 con $\lambda=60$.

- Segundo escenario con 120 vehículos eléctricos en cada estación de carga.

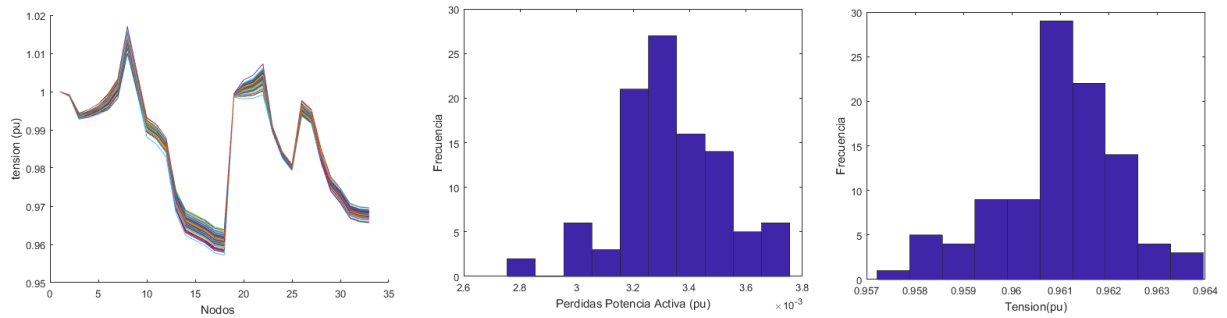


Figura 13. Tensiones nodales, pérdidas totales del sistema, histograma de tensión del nodo 18 con $\lambda=120$.

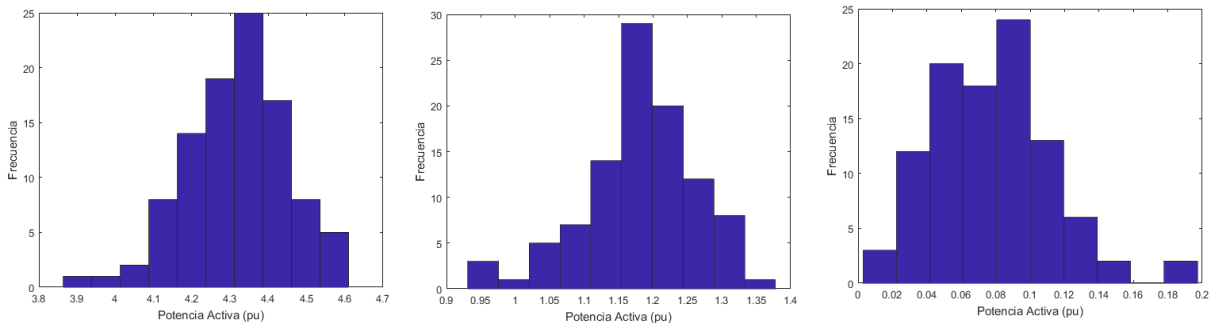


Figura 14. Potencia activa generada por el generador 8, 22 y 30, con $\lambda=120$.

Características del caso experimental 2, para 120 VE por estación de carga		
Datos analizado	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
Tensión nodo 18	0,96098	0,00127
Perdidas	0,00333	0,00018
Potencia activa en el nodo 8	4,31703	0,13531
Potencia activa en el nodo 22	1,18231	0,08299
Potencia activa en el nodo 30	0,07709	0,03527

Tabla 5. Media y desviación estándar para las pérdidas totales y la tensión del nodo 18 y potencia activa del nodo 8, 22 y 30 con $\lambda=120$ VE.

De las Figuras 12 y 14, se observa que el nodo con mayor generación es el nodo 8. Esta ubicación se puede dar por la cercanía del generador a tres estaciones de carga. Otro punto importante es, el análisis del nodo 18, el cual se puede visualizar mejor en las figuras 11 y 13, donde se aprecia que la caída de tensión es menor que el caso anterior (Ver sección 9.2), como se puede apreciar en las tablas 2, 3, 4 y 5.

En la figura 11 y figura 13, se visualiza que las pérdidas totales de potencia activa disminuyen en el sistema, como se puede observar en las tablas 2, 3, 4 y 5. También, se puede visualizar que se reduce la caída de tensión en el sistema a comparación que el caso anterior (Ver sección 9.2).

9.5. Caso experimental 3

Se implementa un sistema de transmisión IEEE de 6 nodos, ilustrado en la Figura 18. El sistema está compuesto por 6 nodos y 9 líneas existentes, 3 cargas y 3 generadores conectados a los nodos 1, 2, 3. Los parámetros que describen las características físicas y de operación de este sistema están en el apéndice A.2 en las tablas 11 y 12. Inicialmente se usa este sistema IEEE de 6 nodos considerando que las cargas son modeladas por medio de distribuciones Gaussianas. En la Figura 15 se observan las tensiones nodales del sistema, pérdidas totales, histograma de tensión en el nodo 6.

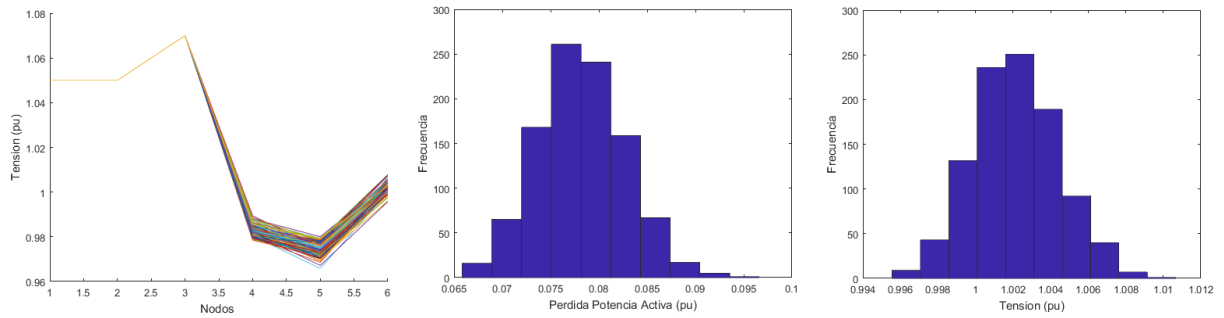


Figura 15. Tensiones nodales, pérdidas totales de potencia activa, histograma de tensión del nodo 6 del caso base del sistema IEEE de 6 nodos.

En la tabla 6, se presenta la media y la desviación estándar de las pérdidas totales y la tensión del nodo 6.

Características del caso experimental 3		
Dato analizado	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
Pérdidas totales	0,0783	0,000021
Tensión Nodo 6	1,0021	0,0000049

Tabla 6. Media y desviación estándar para las pérdidas totales y la tensión del nodo 6.

Con el fin de encontrar el impacto de la penetración de los VEs en este sistema, se considera el modelo de carga mencionado en la sección 4.1. En la figura 16, se visualiza las tensiones en cada uno de los nodos y las pérdidas totales del sistema y el histograma de tensión del nodo 6.

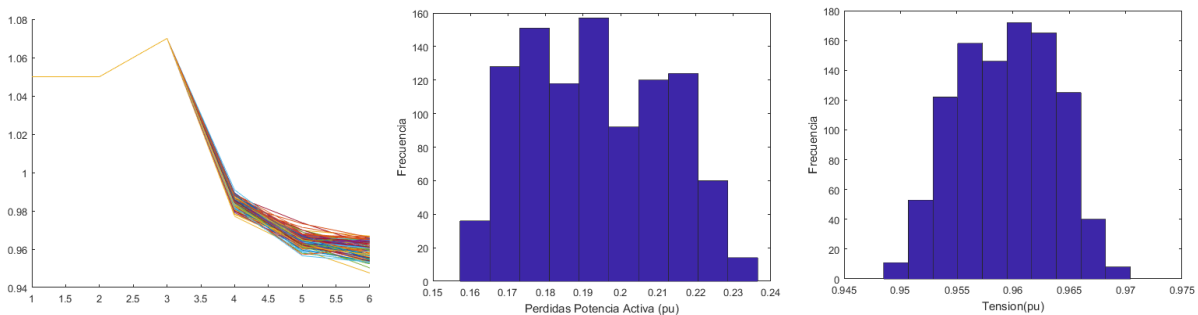


Figura 16. Tensiones nodales, pérdidas totales del sistema, histograma de tensión del nodo 6 con $\lambda=120$.

Características del caso experimental 3		
Dato analizado	Media (μ)	Desviación estándar (σ)
Perdidas	0,19483	0,000336
Tensión Nodo 6	0,95915	0,000018

Tabla 7. Media y desviación estándar para las pérdidas totales y la tensión del nodo 6 con $\lambda = 120$ VE.

En la figura 15 y figura 16, se muestra que al ingresar el vehículo eléctrico al sistema, se presenta una caída de tensión. Se genera varios escenarios con el objetivo de estimar el comportamiento del sistema, dado que existe una variabilidad probabilística generada por las cargas y los VEs. En la tabla 6 y 7 se presenta la media y desviación estándar de las pérdidas totales y de la tensión en el nodo 6.

10. Discusión

En los sistemas actuales, la penetración de VEs a los sistemas de potencia está en crecimiento. Como se observaron en las distintas gráficas anteriores, esto lleva a una disminución en los perfiles de tensión, debido al incremento de la demanda. Por ello, esta metodología tiene como objetivo la ubicación y dimensionamiento de generadores distribuidos, con el fin de mejorar perfiles de tensión y disminuir pérdidas de potencia.

En las figuras 6 y 7, se observa que el ingreso del VE a la red provoca caídas de tensión hasta 0,88 al incluir 4 estaciones con VEs con $\lambda = 60$ y de 0,84 al incluir $\lambda = 120$ por estación de carga (en relación al caso base, ver figura 4). Por otro lado, en las figuras 6 y 7 se puede apreciar un incremento del 69% en las pérdidas al incluir VEs con $\lambda = 60$ y del 184% para $\lambda = 120$ con respecto al caso base, lo que provoca un cambio en la operación de la red.

Para este problema se propone el ingreso de fuentes de energía no convencionales (considerando energía constante). Se realizó un estudio previo, mediante el factor de sensibilidad basado en pérdidas de potencia, con el fin de obtener los nodos candidatos para los generadores renovables, el cual presenta los nodos que generan cambios significativos en el sistema. Los nodos se organizan de forma descendiente con el fin de observar los nodos con mayor sensibilidad, como se puede apreciar en la figura 9. Al aplicar el PSO para minimizar las pérdidas del sistema en la figura 11 y figura 14 se nota que el generador ubicado en el nodo 8 presenta mayor generación de potencia activa. Conviene resaltar, que alrededor de este nodo se encuentran tres estaciones de carga y está ubicado en la parte más central de la red. Por otra parte, el nodo 22 cumple dos funciones la primera como estación de carga y la segunda suple la demanda de este nodo.

La disminución de las pérdidas en el sistema se pudo apreciar de forma considerable al ver las pérdidas de la figura 6 y 7 las cuales tienen una media de 0,0141 y 0,0238 en comparación con las pérdidas de la figura 9 y 11 que fueron de 0,0021 y 0,0033. Se observa una disminución del 84,672% y 86,034% respectivamente. Esto nos permite corroborar una mejora en las pérdidas.

Se utilizó dos escenarios de prueba, el primer escenario es un sistema de distribución IEEE de 33 nodos y el segundo escenario es un sistema de transmisión IEEE de 6 nodos. Para la simulación de estos dos escenarios, se utilizó dos modelos de carga para el VE. En el primer caso, se usó un modelo de demanda probabilístico (Ver sección 4.2). Para el segundo caso, se usó un modelo de carga exponencial (Ver sección 4.1). En ambos casos, cuando hay penetración de vehículos eléctricos en la red, aumentan las pérdidas totales y se presentan caídas de tensión.

11. Conclusiones

En el desarrollo del trabajo, se analizaron dos casos prueba. Con estos casos se detectaron dos problemas. El primer problema fue la caída de tensión en cada uno de los nodos del sistema, y el cambio de la demanda en los sistemas de prueba. En el segundo caso, se pensó en una solución para estos problemas, se propuso el ingreso de fuentes de generación distribuida. Para la implementación de estos generadores, se realizaron dos estudios fundamentales: el primero fue el estudio para la ubicación de las fuentes renovables; y el segundo estudio fue enfocado al dimensionamiento de estos generadores. Cuando se implementó este último caso, se pudo comprobar que el ingreso de fuentes de generación renovable, reduce las pérdidas en la red, mejora los niveles de tensión y ayuda a suplir la demanda de red.

Para obtener la demanda del vehículo eléctrico, es necesario saber el tipo de escenario que se va trabajar, que puede ser de tipo residencial o comercial. Además, es preciso tener estudios previos, como el tipo de vehículo, los patrones de conducción, estado operativo de la batería, energía de la batería, y el tiempo de carga. Este tipo de datos nos ayuda a obtener un modelamiento de la demanda más acertado.

Finalmente, como trabajos futuros se deja abierta la posibilidad de hacer un estudio detallado sobre el análisis de otros métodos de optimización, debido a que este posee varios inconvenientes como tiempo de operación muy largo y la posibilidad de caer en óptimos locales. Por otra parte, implementar otros modelos de VE con el fin de apreciar el comportamiento del mismo y disminuir la incertidumbre de las demandas. Otro estudio interesante que está ligado al comentado anteriormente es el estudio de la estabilidad de la red eléctrica.

12. Referencias

- [1]. Su Jun, T.T. Lie, Zamora Ramon, “Modelling of large-scale electric vehicles charging demand: A New Zealand case study”, Science Direct, vol.167, pp. 171-182, February 2019.
- [2]. Li Gan, Zhang Xiao-Ping, “Modeling of Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Demand in Probabilistic Power Flow Calculations”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, pp. 492-499, march 2012.
- [3]. UPME (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia [Online]. Available: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Estudio-Integracion-de-las-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.aspx>
- [4]. Liu Haoming, Huang Chunyan, Chen Yi, Hou Yunhe , “Probabilistic Power Flow Calculation Method for Low voltage Microgrid”, IEEE Grenoble Conference, June 2013
- [5]. Dharamakeerthi C.H., Mithulananthan N, Plug In Electric Vehicles in Smart Grids Integration techniques, ed. Springer Singapore , 2015, pp. 221-248.
- [6]. Diario Oficial (2014). Ley 1715 de 2014 [Online], Available: <http://www.comunidadcontable.com/BancoMedios/Imagenes/ley%201715%20de%202014.pdf>.
- [7]. Carroya (2019). Mitos y verdades sobre los carros eléctricos [Online]. Available: <https://www.carroya.com/noticias/archivo/mitos-y-verdades-sobre-los-carros-electricos-2339>.
- [8]. EPSA (2018). Resolución de la CREG 030 de 2018 [Online]. Available: <https://blog.celsia.com/nueva-resolucion-de-la-creg-usuarios-pueden-producir-y-vender-energia>.
- [9]. Yuttana Kongjeen , Krischonme Bhumkittipich, “Impact of Plug-in Electric Vehicles Integrated into Power Distribution System Based on Voltage-Dependent Power Flow Analysis”, editorial: Rajamangala, Energies, June 2018
- [10]. Sociedad de técnicos de automoción, El vehículo eléctrico desafíos tecnológicos, infraestructuras y oportunidades de negocio. Ed. Libbooks 201, pp. 18- 21.
- [11]. Kongjeen Yuttana, Bhumkittipich Krischonme, “Modeling of Electric Vehicle Loads for Power Flow Analysis based on PSAT”, 13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON) , September 2016.

- [12]. Ali Ehsan, Qiang Yang, “Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques”. Science Direct, vol. 210, pp. 44-59, January 2018.
- [13]. Md Rabiul Islam , Haiyan Lu , M.J. Hossain , Li Li , “Mitigating unbalance using distributed network reconfiguration techniques in distributed power generation grids with services for electric vehicles: A review”, Science Direct, vol. 239, December 2019
- [14]. M. Hadi Amin , Amin Kargarian, Orkun Karabasoglu , “ARIMA-based decoupled time series forecasting of electric vehicle charging Demand for stochastic power system operation”, Science Direct, vol. 140 , pp. 378-390, November 2016.
- [15]. Burgos. G. Mónica, Aldana. A. Sergio, Rodríguez. P. Diego, Análisis del recurso energético eólico para la ciudad de Bogotá DC para los meses de diciembre y enero, ed. Universidad Francisco José de Caldas, November 2015.
- [16]. Osorio. M. Nelson, Gutierrez R. Rodrigo, Modelos de carga y sus efectos en estudios sistémicos: aplicaciones al sing, ed. Universidad de Chile, 2013.
- [17]. Ramón A. Gallego R, Antonio H. Escobar Z, Mauricio Granada E. Flujo de carga en sistemas de transmisión. Ed. Publicaciones Universidad Tecnológica de Pereira, 2016.
- [18]. C.H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, T.K. Saha, “Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability”, Science Direct, vol. 57, pp. 241-249, May 2014.
- [19] Fundación de la energía comunidad de Madrid, Guía Básica de generación distribuida, Deposito legal: M-23400-2007, 2007.
- [20]. Morteza Aien, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, Masoud Rashidinejad, “Probabilistic Optimal Power Flow in Correlated Hybrid Wind–Photovoltaic Power Systems”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, pp. 130-138, January 2014
- [21]. K. Prakash , M. Sydulu, “Particle Swarm Optimization Based Capacitor Placement on Radial Distribution Systems”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2007.
- [22]. Delgado, C, Cristina. Estado del arte del flujo de cargas probabilístico. Ed. Universidad de Sevilla, 2013
- [23]. G.A Juan Manuel, G.T Juan Carlos, “Generación eólica empleando distintos tipos de generadores considerando su impacto en el sistema de potencia”, DYNA, vol. 78, pp. 95-104, july 2011

- [24]. Catalog No. STP60-10-SHP75-10-Parameter-TI-es-11, Descripción de los parámetros de funcionamiento SUNNY TRIPOWER 60, SMA Solar Technology AG, Alemania.
- [25]. Aucapiña, P., Torres, S., Vitorino, R., Vide, P., & Zambrano, S., “Impact of distributed generation and energy storage systems on electrical power distribution systems”, Maskana, pp. 273-280, September 2017.
- [26]. I. José Ignacio, Métodos Monte Carlo, Ed. Universidad de Granada, January 2013.
- [27]. J. Gil-Aguirre, S. Pérez-Londoño, J. Mora-Flórez. “Analysis of proposed load models for electric vehicles”, Sicel, November 2017.
- [28]. G. Luis Fernando, R.C Bonie Johana, J. Fredy Esteban, “Location and sizing of distributed generation: A review”, Ciencia e Ingeniería Neogranadina, vol. 27, no. 2, pp. 157-176.
- [29]. R. Luis, PROBABILIDAD Y ESTADISTICA, ed. UNAM, 2007.

Apéndice A

A.1 Datos generales del sistema IEEE 33 nodos

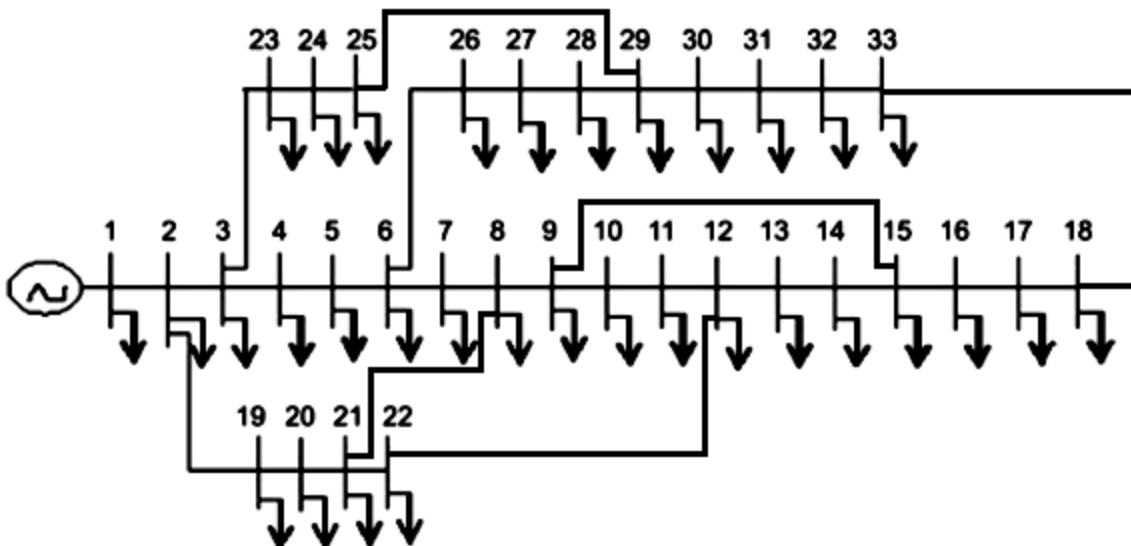


Figura 17. Sistema de distribución radial de bus IEEE 33 nodos.

La tensión base del sistema es 12.66kV y la potencia base es de 100 MVA

Nodo	P _g	Q _g	Q _{max}	Q _{min}	P _{max}	P _{min}
1	0	0	10	-10	10	0

Tabla 8. Datos del generador.

Nodo A	Nodo B	R (P.U)	X (P.U)
1	2	0,0922	0,047
2	3	0,493	0,2511
3	4	0,366	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,819	0,707
6	7	0,1872	0,6188
7	8	0,7114	0,2351
8	9	1,03	0,74
9	10	1,044	0,74
10	11	0,1966	0,065
11	12	0,3744	0,1238
12	13	1,468	1,155
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,591	0,526
15	16	0,7463	0,545
16	17	1,289	1,721
17	18	0,732	0,574
2	19	0,164	0,1565
19	20	1,5042	1,3554
20	21	0,4095	0,4784
21	22	0,7089	0,9373
3	23	0,4512	0,3083
23	24	0,898	0,7091
24	25	0,896	0,7011
6	26	0,203	0,1034
26	27	0,2842	0,1447
27	28	1,059	0,9337
28	29	0,8042	0,7006
29	30	0,5075	0,2585
30	31	0,9744	0,963
31	32	0,3105	0,3619
32	33	0,341	0,5302
21	8	2	2
9	15	2	2
12	22	2	2
18	33	0,5	0,5
25	29	0,5	0,5

Tabla 9. Datos de la línea de transmisión

Nodo	Pd (kW)	Qd (kVar)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

Tabla 10. Datos de la carga.

A.2 Datos generales del sistema IEEE 6 nodos

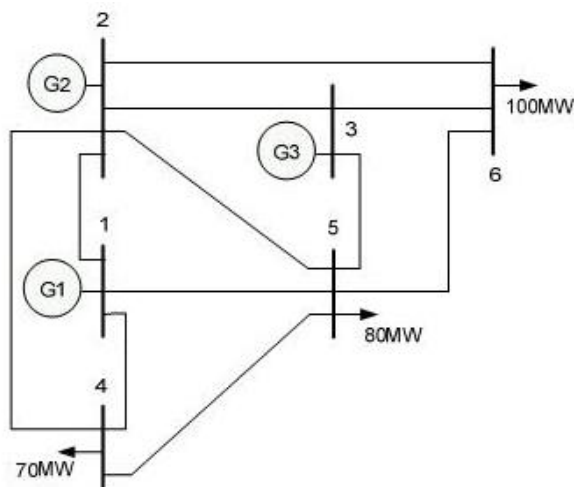


Figura 18. Sistema de transmisión de bus IEEE 6 nodos.

Generador	Bus	Pg Min [MW]	Pg Max [MW]
G1	1	0	200
G2	2	0	150
G3	3	0	180

Tabla 18. Datos del generador.

Nodo A	Nodo B	R (%)	X (P.U)	LIMITE (MW)
1	2	0.032	0.10	40
1	4	0.017	0.05	60
1	5	0.025	0.08	80
2	3	0.012	0.05	40
2	4	0.037	0.05	60
2	5	0.011	0.10	30
2	6	0.020	0.07	80
3	5	0.018	0.12	70
3	6	0.035	0.02	80
4	5	0.027	0.20	20
5	6	0.033	0.10	40

Tabla 12. Datos de la línea de transmisión

A.3 Datos generales del vehículo eléctrico

Parámetro	M/M/c	M/M/c/k/N _{max}
T _λ	10	30
T _μ	60	240
C	30	100
K	-	100
N _{max}	-	100
T _{min} (Min)	10	120
T _{max} (Min)	120	360

Tabla 13. Parámetros del modelo de colas.

La demanda del vehículo eléctrico, se calcula con los siguientes parámetros

Clase	%	Min_Cbat	Max_Cbat	Min_Kev	Max_Kev	Ae	Be
1	0,2	8	12	0,2447	0,5976	0,379	0,4541
2	0,3	10	14	0,275	0,6151	0,4288	0,4179
3	0,3	14	18	0,2939	0,5475	0,574	0,404
4	0,2	19	23	0,3224	0,48	0,818	0,4802

Tabla 14. La demanda del vehículo eléctrico se toma con base al estudio realizado en [2]

Datos de carga Vehículo Eléctrico	A	B	FP	α
	0.07	0.97	0.96	-3.107

Tabla 15. Datos de Modelo de carga del vehículo eléctrico